

УДК 622.276.1/7

ДО ПИТАННЯ ПІДГОТОВКИ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ СТВОРЕННЯ ПОТОКОВІДХИЛЮВАЛЬНИХ БАР'ЄРІВ У ВИСОКОПРОВІДНИХ ТРІЩИНАХ

В.С. Бойко¹, Р.В. Бойко², Р.В. Грибовський¹, Л.М. Кеба³, Р.Ф. Лагуш¹

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 994196,
e-mail: public@nuing.edu.ua

²ГПУ „Львівгазвидобування” ДК „Укргазвидобування”, 79026, м. Львів, вул. І. Рубчака, 27,
тел (0322) 233664, e-mail: R.Boyko@LGVC.com.ua

³ТЗОВ „КОМПЛЕКТ – ЛІГА”, м. Полтава, вул. Зигіна, 29, офіс 407,
тел., факс (0532) 611574, 612937, e-mail: klliga@poltava.velton.ua

Освещены методические подходы к практическому установлению плотностей статистического распределения поперечных размеров пор матрицы трещиновато-пористой горной породы, трещин и частиц (дисперсной фазы) дисперсной системы, используемой для тампонирувания высокопроводящих трещин, а также к оценке технологической эффективности создания потокоотклоняющих барьеров в межскважинных зонах пласта.

There have been illustrated the methodical approaches to practical establishment the densities of statistical distributing of transversal sizes matrix pore of crack-porous rock, cracks and particles (dispersion phase) of dispersed system, used for high-conductant cracks plugging, and also to the estimation of technological efficiency of making the flow deviation barriers in crosshole zones of bed.

Основним і найефективнішим методом розробки нафтових родовищ є і залишається на доступну для огляду перспективу режим витіснення нафти водою і, як вдосконалення, водними розчинами різних речовин [1]. Практика розробки родовищ засвідчує про низьку ефективність процесів видобування нафти і газу на режимах витіснення в ускладнених умовах, пов'язаних із тріщинною і шаруватою неоднорідностями продуктивних пластів [2, 3]. Кінцевий коефіцієнт нафтовилучення тріщинувато-кавернозно-пористих і тріщинувато-кавернозних пластів на 20-30% є меншим, ніж за аналогічних родовищах із пористими колекторами, тобто коли роль тріщинуватості є істотною [3, 4]. Звідси проблема в розробці родовищ полягає в управлінні процесами видобування нафти із неоднорідних пластів в умовах різнотріщинуватості або наявності одиничних тріщин великої провідності і довжини, яке повинно бути скероване на зменшення або усунення негативного впливу високопровідних тріщин. У роботі [5] розвинуто ідею вирівнювання проникнісної неоднорідності колекторів, що дає змогу повністю або частково виключити високопровідні тріщини із процесу фільтрації, а відтак сформульовано робочу гіпотезу інтенсифікації процесів нафтогазовидобування із проникнісно-неоднорідних пластів, розроблено ряд нових технологій потоковирівнювальних або потоковідхилювальних бар'єрів у глибині різнотріщинного пласта на основі використання керованих дисперсних систем з урахуванням конкретних щільностей статистичного розподілу поперечних розмірів пор, тріщин і частинок (дисперсної фази) дисперсних систем (суспензій, дисперсій). У даній статті розроблено ме-

тодичні підходи до практичного встановлення цих щільностей і пов'язане із ним питання оцінки технологічної ефективності процесу тампонування високопровідних тріщин.

Закон розподілу (спектр розподілу) діаметра d частинок (ізометричних, голкоподібних чи пластинчастих) дисперсної системи встановлюється відомими методами за фракційним (гранулометричним) складом її [6] (можна обмежитися ситовим радіусом частинок), а закон розподілу діаметра пор d_n пористого середовища – за експериментальними даними вивчення керна [7] або на основі диференціальної кривої розподілу радіусів порових каналів, або за коефіцієнтами пористості та проникності і питомою поверхнею пористого середовища.

Для встановлення закону розподілу розкриття тріщин у нафтовому (чи газовому) пласті необхідно знати закон розподілу коефіцієнта тріщинної проникності. Розкриття тріщин δ є функцією коефіцієнта тріщинної проникності k_1 [8], у яку можна ввести поправку Г.М. Ломізе для урахування шорсткості стінок, клиноподібності тріщин, їх звивистості і місцевих опорів, а при побудові щільностей розподілів розкриття тріщин δ і величини δ/a_c як функції k_1 число a_c і поправка Г.М. Ломізе розглядаються як невідомі величини, де a_c – емпіричний коефіцієнт [5].

Відомо метод визначення коефіцієнта тріщинної проникності k_1 на основі поєднання визначення коефіцієнта проникності k_2 матриць породи в лабораторії за керном із визначенням коефіцієнта загальної проникності k гідродинамічними методами або в комплексі з промислово-геофізичними методами [4, 8], тобто

$$k_1 = k - k_2.$$

Статистичний розподіл коефіцієнта тріщинної проникності k_1 можна встановити за розподілами коефіцієнта проникності k_2 матриць (блоків) (кернові дослідження) і коефіцієнта загальної проникності k (гідродинамічні і промислово-геофізичні дослідження), використовуючи апарат математичної статистики. Певною мірою тут можуть бути придатними методи розділення складного неоднорідного багатомодального розподілу параметрів пласта (чи, точніше, об'єднаних в один експлуатаційний об'єкт пластів), зокрема коефіцієнтів пористості і проникності, його товщини [9], з використанням властивості симетрії, наприклад, кількох нормальних розподілів. Асиметричні розподіли, які найчастіше зустрічаються на практиці, можна звести в симетричні за допомогою спеціальних перетворювальних функцій.

Але стосовно до тріщинувато-пористого пласта, коли маємо в кожній точці (елементі) пласта наявність двох випадкових визначуваних значин k_1 і k_2 , необхідно не розділяти інтегральну сукупність на дві частини, а за статистичним розподілом (емпіричним або підібраним теоретичним) одної випадкової величини k – встановити розподіл її складової k_1 за відомого розподілу другої складової k_2 . Тут ми адаптували відомі статистичні методи для визначення розподілу складової k_1 для двох випадків, коли k_1 і k_2 є корельованими та залежними (виходили із факту, що в основному чим щільніша порода, тобто менший коефіцієнт k_2 , тим вища тріщинуватість або більший коефіцієнт k_1) і незалежними випадковими величинами (за умови композиції законів) [10]. У результаті отримали закони розподілу випадкової величини k_1 за одним із методів: 1) для незалежних випадкових величин скористались: а) апаратом характеристичних функцій; б) властивістю стійкості законів розподілу; в) апаратом функцій, що перетворюють асиметричний розподіл у нормальний, і властивістю стійкості нормального (чи іншого) закону; 2) для залежних випадкових величин способами пунктів в) і а). При цьому розглянули задачі, пов'язані з композицією багатьох стійких законів дискретних і неперервних розподілів, з нестійкими законами розподілу випадкових величин і з різними законами. Для практичного використання вивели закони розподілу випадкової величини k_1 за різних поєднань відомих законів розподілів випадкових величин k і k_2 (через великий обсяг немає змоги їх тут подати).

З метою безпосереднього визначення коефіцієнта тріщинної проникності k_1 за результатами гідродинамічного дослідження свердловин нами розроблено методику оброблення індикаторних діаграм за наявності тріщин у пласті. Під час усталеної фільтрації рух рідини в тріщинах і порах відбувається незалежно, а відповідно дебіт свердловини Q дорівнює сумі припливів із тріщин (Q_T) і пор (Q_P), тобто

$$Q = Q_T + Q_P. \quad (1)$$

Якщо врахувати одночасний вплив інерційного опору і деформації фільтраційних ка-

налів відповідно в пористих блоках і системі тріщин, то рівняння припливу набуває вигляду

$$A_i Q_i + B_i Q_i^2 = \Delta p - \frac{\alpha_i}{2} \Delta p^2, \quad (2)$$

де: A, B – коефіцієнти фільтраційного опору в рівнянні припливу, які враховують відповідно в'язкісні сили опору та геометрію потоку і інерційні сили та геометрію потоку; Δp – перепад тиску; α_i – реологічний параметр (коефіцієнт) зміни коефіцієнта проникності від тиску; i – індекс, що позначає відповідно систему тріщин („т”), пористі блоки („п”) і тріщинувато-пористе середовище (не позначено).

Тут можна виділити чотири випадки (їм відповідають чотири типи свердловин): 1) відсутні впливи інерційного опору і деформації пор та тріщин (індикаторна діаграма $Q(\Delta p)$ є прямою лінією); 2) відсутність деформації фільтраційних каналів; 3) наявний тільки вплив деформації каналів; 4) наявність впливів інерційного опору і деформації тріщин.

Тоді, за даними гідродинамічного дослідження конкретної свердловини на усталених режимах роботи будуюмо індикаторну діаграму

$$Q(\Delta p) \text{ та її модифікації } \frac{\Delta p}{Q}(Q), \frac{Q}{\Delta p}(\Delta p),$$

$\frac{Q}{\Delta p}(Q), \frac{\Delta p}{Q}(\Delta p)$, а відтак візуально або, краще, з використанням функцій лінійної регресії, наприклад, corr, intercept і slope в системі MathCAD чи функцій лінійної регресії fit пакету розширення Numeric Recipes за найбільшою значиною коефіцієнта кореляції вибираємо тип (випадок) залежності, тобто класифікуємо індикаторну діаграму (табл. 1). Можна використати і відомий усім метод найменших квадратів у традиційній формі.

Класифікувавши індикаторні діаграми, приступаємо до їх оброблення за формулами, які впливають із (2) після нехтування відповідними членами в ній.

Для загального випадку 4, коли враховано впливи інерційного опору і деформації фільтраційних каналів, у рівнянні припливу невідомими є три величини: A, B і α . Із системи трьох рівнянь

$$\left. \begin{aligned} A Q_1 + B Q_1^2 &= \Delta p_1 - \frac{\alpha}{2} \Delta p_1^2 \\ A Q_2 + B Q_2^2 &= \Delta p_2 - \frac{\alpha}{2} \Delta p_2^2 \\ A Q_3 + B Q_3^2 &= \Delta p_3 - \frac{\alpha}{2} \Delta p_3^2 \end{aligned} \right\}, \quad (3)$$

які записано для трьох будь-яких режимів, зокрема тут для першого, другого і третього режимів, визначаємо A_j, B_j і α_j , де $j = 1, 2, 3, \dots, \lambda$; λ – кількість систем рівнянь, записаних для визначення шуканих величин A, B і α .

Для кількості режимів $n = 5$ матимемо системи для режимів: 1-2-3, 1-2-4, 1-2-5, 1-3-4, 1-3-5, 2-3-4 і т.д. Для шести режимів необхідно розв'язати системи рівнянь у кількості, яка рів-

Таблиця 1 – Критерії класифікації індикаторних діаграм за отриманими прямими лініями в перетворених координатах

Випадки	$Q(\Delta p)$	$\frac{\Delta p}{Q}(Q)$	$\frac{Q}{\Delta p}(\Delta p)$	$\frac{Q}{\Delta p}(Q)$	$\frac{\Delta p}{Q}(\Delta p)$
1	Пряма висхідна	Горизонтальна	Горизонтальна	Горизонтальна	Горизонтальна
2	Крива висхідна	Пряма висхідна	Крива спадна	Крива спадна	Крива висхідна
3	– // –	Крива висхідна	Пряма спадна	– // –	– // –
4	– // –	– // –	Крива спадна	– // –	– // –

на кількості комбінацій з n по 3, тобто $C_6^3 = 30$. Тоді визначаємо A , B і α як середньоарифметичні значини:

$$A = \lambda^{-1} \sum_{j=1}^{\lambda} A_j; \quad B = \lambda^{-1} \sum_{j=1}^{\lambda} B_j; \quad \alpha = \lambda^{-1} \sum_{j=1}^{\lambda} \alpha_j.$$

Аналіз свідчить, що такий підхід не забезпечує достатньої точності визначення шуканих коефіцієнтів. Доцільніше коефіцієнти A , B і α отримувати з умови забезпечення мінімуму відхилень даних досліджень від теоретичної залежності.

Із залежності (4) із умови мінімуму записуємо матриці коефіцієнтів системи рівнянь і відповідно матрицю невідомих:

$$M = \begin{pmatrix} \sum_i Q_i^2 & \sum_i Q_i^3 & \frac{1}{2} \sum_i \Delta p^2 Q_i \\ \sum_i Q_i^3 & \sum_i Q_i^4 & \frac{1}{2} \sum_i \Delta p^2 Q_i^2 \\ \sum_i \Delta p^2 Q_i & \sum_i \Delta p^2 Q_i^2 & \frac{1}{2} \sum_i \Delta p^4 \end{pmatrix};$$

$$N = \begin{pmatrix} \sum_i \Delta p Q_i \\ \sum_i \Delta p Q_i^2 \\ \sum_i \Delta p^3 \end{pmatrix}; \quad X = \begin{pmatrix} A \\ B \\ \alpha \end{pmatrix}, \quad (4)$$

звідки знаходимо:

$$X = M^{-1} N; \quad A = X_1, B = X_2, \alpha = X_3. \quad (5)$$

Відтак розшифровуємо структуру коефіцієнтів A і B , а також α і визначаємо необхідні параметри.

Аналітичними дослідженнями на основі моделі Каземі і методики поршневого витіснення із шаруватого пласта з метою оцінки впливу різнотріщинуватості, тобто наявності в пласті тріщин різного розкриття на процес заводнення, раціональних розмірів тампонування бар'єру і відносного (щодо ліній нагнітання і відбирання) його розміщення в тріщині встановлено [12], що тріщина з розкриттям $\delta = 2,5$ мкм повністю обводнюється через 41 рік (за взятих решти даних), тоді як для тріщини з розкриттям $\delta = 50$ мкм повне обводнення настає усього через 1 місяць. При $\delta > 20$ мкм час настання повного обводнення практично не залежить від значини розкриття тріщин.

Перебіг обводненості продукції в часі на лінії відбирання залежить від статистичного

розподілу тріщин у пласті за значинами розкриття (взято закони нормальний, логарифмічно-нормальний і гамма-розподілу). Зокрема встановлено, що після тампонування обводнених тріщин поточна обводненість зменшується, а на один і той же момент часу без тампонування тріщин і з тампонуванням досягається одна і та ж значина коефіцієнта поточного нафтовилучення, але при меншій обводненості і меншому накопиченому об'ємі запомповуваної в пласт води. За граничної рентабельної обводненості, рівної, наприклад, 0,98 після тампонування тріщин коефіцієнт нафтовилучення підвищиться на 2,8%. Найбільш ефективним виявилось тампонування тріщин широкого спектру розкриття на пізній стадії розробки після їх обводнення за статистичного розподілу розкриття тріщин за логарифмічно-нормальним законом.

Експериментами за виконання умов подібності при моделюванні витіснення незмішуваних між собою рідин на фізичній моделі встановлено залежність параметрів витіснення нафти водою із елемента тріщинувато-пористого пласта від місця встановлення тампонування бар'єру і ступеня тампонування тріщини по її довжині (вісім дослідів). Результати лабораторних дослідів показали, що значина приросту коефіцієнта кінцевого нафтовилучення, отриманого за рахунок тампонування тріщин, залежить від місця встановлення тампона (див. рис. 1 і 2). У дослідях Д2 і Д4 ступінь тампонування тріщини – $\pi_5 = l_x/l$, де l_x , l – довжина тампона в тріщині і характерний розмір блоків, був практично однаковим. Модель, на якій вони проводились, відрізнялась лише місцем розташування тампона, а значина коефіцієнта кінцевого нафтовилучення із моделі з розташуванням тампона на певній відстані від лінії нагнітання в модель води виявилась вищою. Такі ж результати отримано в дослідях Д3 і Д5.

Досліди Д2 і Д4 проводили за різних швидкостей витіснення. Відмітимо, що думки дослідників щодо впливу швидкості витіснення нафти водою на коефіцієнт нафтовилучення суперечливі [1]. У тому інтервалі, в якому ми працювали, трудно однозначно висувати про вплив швидкості витіснення. Однак досліди Д3 і Д5 проводили за однакових швидкостей витіснення, а отримані результати зіставимі із результатами дослідів Д2 і Д4. Тому на підставі цих даних вважаємо, що вплив швидкості витіснення на нафтовилучення менш значимий, ніж вплив фактора місця розташування тампона.

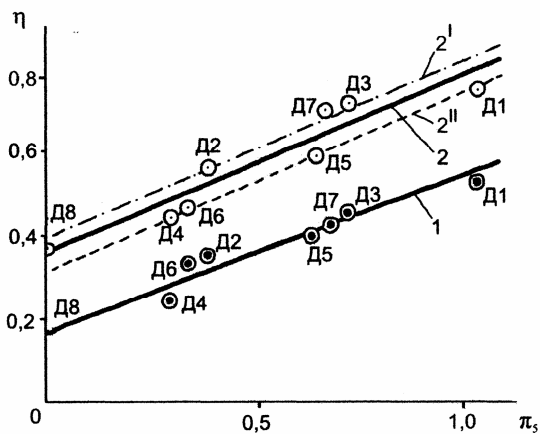


Рисунок 1 – Залежності коефіцієнтів η безводного нафтовилучення (1) і кінцевого нафтовилучення (2) від ступеня тапарування тріщини (параметра π_3) за простяганням у випадку розміщення тапаруна відповідно зі сторони відбирання (2') і нагнітання (2'')

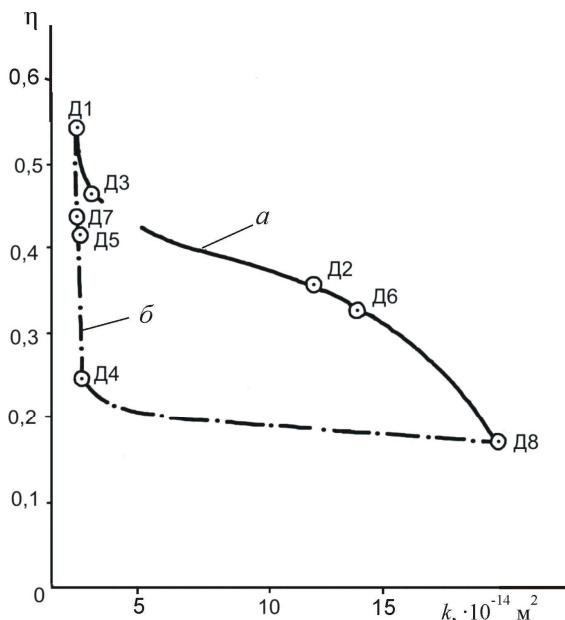


Рисунок 2 – Залежність кінцевого коефіцієнта нафтовилучення η від коефіцієнта загальної проникності k моделі тріщинувато-пористого пласта за різних ступенів тапарування тріщини відповідно номерам дослідів для випадків тапарування зі сторони відбирання (а) і зі сторони нагнітання (б)

Таким чином, аналіз даних моделювання показав, що коефіцієнт кінцевого нафтовилучення із моделі елемента тріщинувато-пористого пласта без тапарування тріщини незначний і не перевищує 0,22. Тапарування тріщини заводненого нафтового пласта в разі витіснення вздовж простягання тріщини призводить до підвищення коефіцієнта нафтовилучення. Приріст коефіцієнта нафтовилучення за рахунок тапарування є тим вищим, чим більший ступінь закупорювання тріщини по її довжині. Після тапарування тріщини по всій її довжині коефіцієнт безводного нафтовилучення

із моделі пласта збільшується у 2 рази, а кінцевого – в 3 рази. Звідси виснуємо практичну рекомендацію, що тапарування доцільно проводити у віддаленій від лінії нагнітання зоні пласта, що забезпечує збереження високої приймальності нагнітальної свердловини та збільшення приросту коефіцієнта нафтовилучення.

Оскільки тапарування тріщин доцільним можна вважати у колекторах з коефіцієнтом порової проникності понад $0,003 \text{ мкм}^2$ (крім одиничних мегатріщин), то це дає підстави для оцінки підвищення коефіцієнта нафтовилучення в зоні тапарування тріщин користуватися основними положеннями методики ВНИИ-1 [4, 13] (чи будь-якої іншої методики).

В основу моделі неоднорідного (тріщинувато-пористого) пласта кладемо реальний спектр (або гістограму) коефіцієнта загальної проникності k пласта, який характеризується загалом коефіцієнтами проникностей матриць і тріщинного середовища. У відповідності з методикою ВНИИ-1 будемо перетворений спектр коефіцієнта загальної проникності, за яким розраховуємо допоміжну функцію $F_1(\bar{k})$. Тоді коефіцієнт нафтовилучення із неоднорідного пласта

$$\eta_1 = \eta_n \eta_0; \quad \eta_n = \frac{(1 - s_{зв} - s_{зп})}{(1 - s_{зв})};$$

$$\eta_0 = \frac{F_1(\bar{k}_j) - F_1(\bar{k}_{j-1})}{\bar{k}_j(t) - \bar{k}_{j-1}(t)}, \quad (6)$$

де: $\bar{k}_j(t)$ і $F_1(\bar{k}_j)$, $\bar{k}_{j-1}(t)$ і $F_1(\bar{k}_{j-1})$ – значини аргумента і функції в момент часу t для j -го і $(j-1)$ -го перерізів ділянки; η_n – коефіцієнт потенційно можливого нафтовилучення в малому взірці гірської породи даного пласта, яке досягається за нескінченно тривалого його промивання водою і зумовлене мікронеоднорідністю породи; воно близьке до коефіцієнта витіснення, отриманого в лабораторних умовах за достатньо тривалого (але не нескінченного) промивання; $s_{зв}$, $s_{зп}$ – насиченості взірця породи відповідно зв'язаною водою і залишковою нафтою; η_0 – коефіцієнт, який враховує неповноту промивання водою макронеоднорідного (за проникністю) продуктивного пласта, можливе утворення малопромитих застійних зон в неоднорідному пласті і дорівнює коефіцієнту охоплення пласта заводненням.

Відтак, використовуючи розглянуті вище підходи, із складного розподілу коефіцієнта загальної проникності виділяємо розподіл коефіцієнта проникності тріщин і будемо розподіл розкриття тріщин. Після тапарування високопродовільних тріщин щільність розподілу коефіцієнта загальної проникності змінюється.

Задача побудови нової щільності розподілу коефіцієнта залишкової загальної проникності розв'язується таким чином. На побудованій вхідній щільності розподілу розкриття тріщин у першому наближенні відкидаємо значини розкриття тріщин, які піддаються тапаруванню, тобто $\delta > \delta'''$. Значини δ''' відповідає коефіцієнт

тріщинної проникності k_1''' . Тоді на щільності розподілу тріщинної проникності k_1 відкидаємо всі значини коефіцієнтів проникності $k_1 > k_1'''$, які відповідають тріщинам, що піддаються тампонуванню. Можна врахувати також і повноту тампонування тріщин. Тобто, використовуючи умову надходження гранул у тріщини, після перерахунку на коефіцієнт тріщинної проникності проводимо „зрізання” спектра коефіцієнта проникності тріщин у частині високопроникних тріщин, які тампонується в результаті запомпуювання гранульованих матеріалів.

Врізану щільність розподілу коефіцієнта тріщинної проникності k_1 суміщаємо, аналогічно розділенню, зі щільністю розподілу коефіцієнта порової проникності k_2 , внаслідок чого одержуємо нову щільність розподілу залишкової загальної проникності k після тампонування високопроникних тріщин (новий спектр розподілу коефіцієнта залишкової загальної проникності), що включає коефіцієнти проникностей матриць і незакупорених тріщин. Стосовно до нового спектра аналогічно визначаємо коефіцієнт нафтовилучення η_2 . Приріст коефіцієнта нафтовилучення в зоні тампонування за рахунок збільшення коефіцієнта охоплення пласта витісненням у результаті тампонування високопроникних тріщин розраховуємо як різницю знайдених значин коефіцієнтів нафтовилучення після і до тампонування, тобто

$$\Delta z = z_2 - z_1. \quad (7)$$

Таким чином, ефективність впровадження технології створення потоковідхилювальних бар'єрів у високопроникних тріщинах на стадії підготовки можна забезпечити на основі попередньо встановлених щільностей розподілів розмірів тріщин, пор і частинок дисперсної системи. Такі щільності встановлюються за допомогою апарату математичної статистики. Знаючи їх, можна виконати оцінку ефективності тампонування тріщин по їх довжині, приросту коефіцієнта нафтовилучення.

Література

- 1 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
- 2 Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981. – 237 с.
- 3 Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
- 4 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник. 3-є доповнене видання. – Київ: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
- 5 Бойко В.С. Научные основы интенсификации нефтегазодобычи из неоднородных пластов с применением дисперсных систем: Диссертация ... докт. техн. наук: 05.15.06. – Ивано-Франковск – Москва: ИФИНГ – МИНХ и ГПИ им. И.М. Губкина, 1989. – 460 с.
- 6 Основы электрогазодинамики дисперсных систем / И.П. Верещагин и др. – Москва: Энергия, 1974. – 480 с.
- 7 Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – Москва: Недра, 1982. – 311 с.
- 8 Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: Підручник. – Львів: Апріорі, 2005. – 452 с.
- 9 Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. – Москва: Недра, 1976. – 286 с.
- 10 Хальд А. Математическая статистика с техническими приложениями. – М: Иностранная литература, 1956.
- 11 Методика оброблення індикаторних діаграм свердловин за наявності тріщин у пласті / В.С.Бойко, І.А.Франчук, Р.В.Бойко, С.І.Іванов, С.П.Поліщук // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – №3. – С.16-20.
- 12 Купер И.Н. Совершенствование технологии тампонирования высокопроницаемых трещин заводняемого нефтяного пласта: Диссертация ... канд. техн. наук: 05.15.06. – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1989. – 261 с.
- 13 Обводнения газовых и нефтяных свердловин. У 3-х томах. Том 1 – Технологічні матеріали і способи ізоляції / За ред. В.С. Бойка. В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. – 792 с.